

El Mercado eléctrico de California y el futuro de las compañías eléctricas tradicionales

Fereidoon P. Sioshansi

Presidente de Menlo Energy Economics

Resumen

La "reestructuración" del Mercado eléctrico de California no tuvo gran éxito, dando lugar en 2000-2001 a una crisis con precios desorbitados, quiebras e inestabilidad política. Las cosas han ido mejorando desde entonces, derivando en un mercado al por mayor funcional, con precios estables a pesar de no existir un sector minorista competitivo. Los retos a los que California se enfrenta hoy día son casi en su totalidad voluntarios, resultado de una política muy ambiciosa en cuanto a objetivos climáticos y otros objetivos obligatorios que incluyen alcanzar en 2030 el 50% según la normativa para la cartera de renovables (RPS, *Renewable Portfolio Standard*). En su marcha hacia adelante, las compañías eléctricas establecidas están empezando a afrontar retos mucho más serios por las alteraciones impuestas a su modelo de negocio tradicional.

El Fénix de California

En 2000-2001 el recientemente reestructurado y poco funcional mercado eléctrico de California colapsó respecto al operador

de la red, CAISO (**California Independent System Operator**), produciéndose apagones y precios al por mayor disparados, que llevaron a la quiebra de empresas y a un fragor político en contra del entonces Gobernador **Gray Davis**, quien perdió su puesto en el proceso.

Mucho se ha escrito sobre las causas de la crisis de la electricidad en el periodo 2000-2001, incluyendo un libro por el Profesor de Stanford James Sweeney¹. Todo ello ya es, sin embargo, historia.

Como a menudo ocurre después de tales calamidades, los reguladores y los políticos respondieron a la crisis con apuros, recomponiendo las piezas para recuperar la estabilidad de los precios al tiempo que aseguraban las finanzas de las tres compañías eléctricas afectadas propiedad de inversores (IOUs, *Investor Owned Utilities*)

Entre las medidas más importantes tomadas se encontraba acabar con la competición de los minoristas, de forma que se pudiera restaurar la situación financiera de las tres IOUs en base a las tarifas regula-

das que se cobraban a los clientes cautivos que todavía no habían cambiado de suministrador. Eso y un buen número de otros arreglos introducidos como medida de emergencia, fueron capaces de calmar el mercado y restituir la estabilidad tanto entre los generadores como entre las **entidades de servicio de carga** (LSE, *Load Serving Entities*), responsables de dar satisfacción a la demanda de los clientes a partir del mercado mayorista.

Para asegurar que los suministros fueran adecuados - una de las razones clave para el colapso del mercado - se ordenó a las LSE que cumplieren unos requerimientos estrictos sobre la idoneidad de la fuente (RA, *resource adequacy*) - un esquema definido de forma administrativa que obliga a todas las LSE a asegurar un 100% de la proyección de su demanda punta más un 15% de margen, con un año de anticipación.

Desde entonces, gracias a la exigencia del RA, California no ha sufrido ninguna falta de capacidad. En realidad, aunque no se le llame así, se trata de un mecanismo de capacidad. Asegura que las LSE sean propieta-

¹ James L. Sweeney, *The California electricity crisis*, 2002

rias, compren o contraten con al menos un año de anticipación la capacidad suficiente para cumplir con el 115% de su demanda punta proyectada. Esta exigencia se cumple a través de arreglos bilaterales, no mediante una subasta transparente de capacidad ni a través de un mercado abierto de capacidad como se hace en los mercados abiertos de la Costa Este, por ejemplo, los cubiertos por PJM, Nueva Inglaterra y Nueva York.

Los críticos del RA dicen que le falta transparencia. Aquellos que lo apoyan lo reconocen así, pero comentan que el esquema bilateral proporciona suficiente capacidad a un menor coste que si se tratara de un mercado abierto, con todas las ineficiencias que este arrastra. Está claro que otros mercados poseen sus propios medios de asegurar que se dispone de capacidad suficiente para atender la demanda punta. Todos los mercados de capacidad sufren sin embargo de ciertos defectos. En el caso de California se puede afirmar que el esquema ha funcionado hasta ahora y - según todas las indicaciones - a un coste tolerable.

Con el paso del tiempo, no solo las IOUs dejaron de encontrarse al borde de la quiebra; también lo hizo el mercado. CAISO, se mida como se mida, gestiona hoy día un mercado al por mayor altamente competitivo, con precios que se consideran bajos según normas nacionales e internacionales (ver figura de CAISO con los precios de 2015)². Por supuesto parte de la explicación se cifra en el bajo coste del gas natural - un componente significativo del *mix* energético Californiano - así como en las cantidades en aumento de la generación con renovables, con un coste marginal cero.

Resumiendo - y sin entrar en detalles - se puede decir que, al igual que la mítica ave

Figura 1. Costes anuales totales al por mayor por cada MWh de carga (2011-2015)

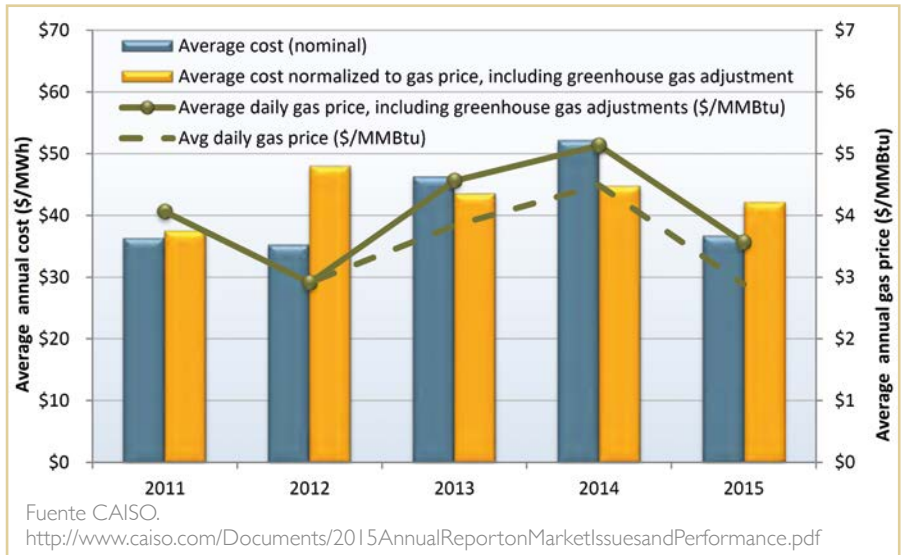
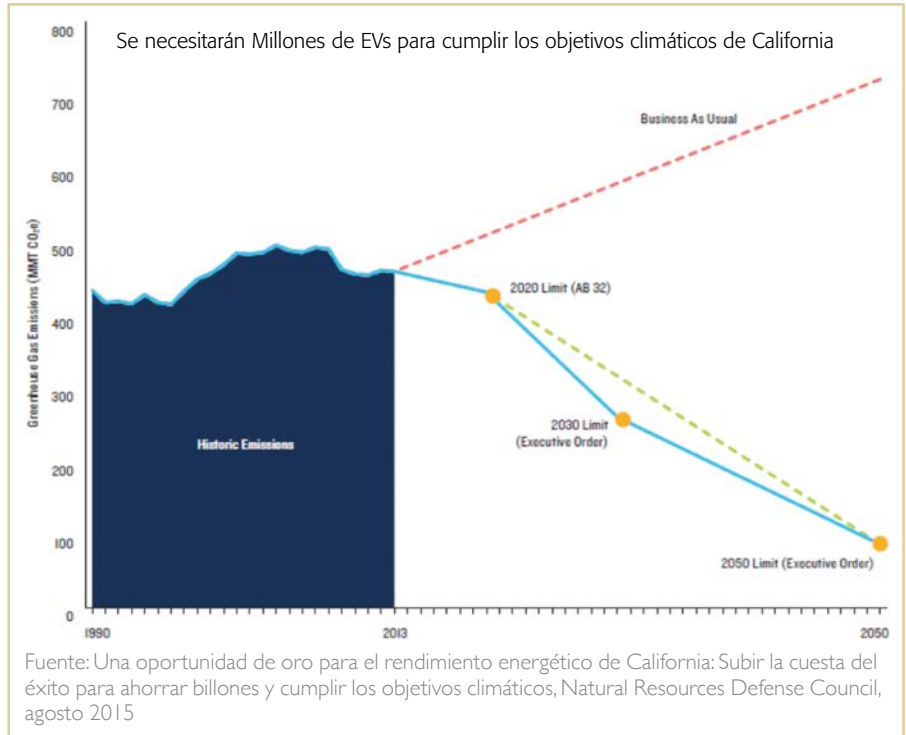


Figura 2. Objetivos de Reducción de las Emisiones GHG en California



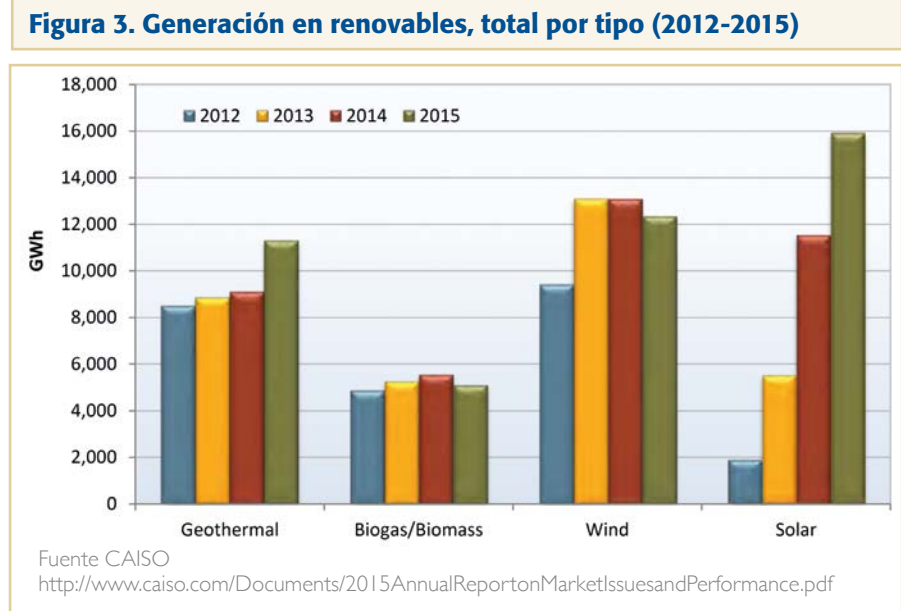
² Para mayor detalle, consultar en su página web el último informe de CAISO sobre el estado del mercado

Fénix, el mercado eléctrico de California ha resurgido de las cenizas de su devastador colapso en 2000-2001 para volar de nuevo. Aunque, como se describe en las siguientes secciones, California se enfrenta ahora a nuevos retos, la mayoría de los cuales han sido básicamente auto-impuestos. Por otra parte, las innovaciones tecnológicas, especialmente por el lado del contador que corresponde al cliente, atentan ahora contra la propia estructura de la industria, perturbando los modos tradicionales de gestionar un negocio.

Los objetivos climáticos y otros retos auto-impuestos

Pasemos rápido hasta 2006, cuando California aprobó una ambiciosa ley sobre el clima que exige que, en el año 2020, a solo cuatro años de hoy, las emisiones de **gas de efecto invernadero** (GHG, *greenhouse gas*) de todas las fuentes, a nivel estatal, sean reducidas a los niveles de 1990 (ver figura sobre los objetivos climáticos de California). Una ley más reciente, aprobada a mediados de septiembre de 2016 por la Cámara Legislativa de California y firmada por el Gobernador **Jerry Brown**, exige que las emisiones GHG de todo el estado en 2030 se reduzcan un 4% por debajo del nivel que tenían en 1990. Este es sin duda el objetivo de reducción de emisiones más ambicioso de los Estados Unidos y uno de los más ambiciosos del mundo.

No es una sorpresa que las leyes climáticas de California hayan pasado a ser el principal motor del sector energético de ese estado y, podríamos añadir, de la economía californiana, reconocida como la sexta del mundo. No solo debe el sector eléctrico del estado en su totalidad pasar a ser virtualmente libre de carbono en ese tiempo, sino que todos los demás sectores, incluso el sector - intensivo en carbono - de los



transportes, deben cambiar a combustibles más limpios o a electricidad generada por fuentes libres de carbono.

Esto explica un número de diferentes objetivos y normas de obligado cumplimiento adoptados durante la pasada década, todos ellos enfocados en lograr que el sector energético de California fuera más limpio, más verde y más sostenible. Entre las medidas más importantes a que nos referimos está la **normativa para la cartera de renovables** (RPS) del estado, recientemente elevada del 33% en 2020 al 50% en 2030. Las eléctricas del estado - las tres IOUs reguladas mas otras varias - están siendo muy diligentes en alcanzar o superar la meta del 50% mediante la firma de **contratos de compra de energía** (PPA, *power purchase agreements*) a largo plazo, con promotores privados que construyen y operan parques eólicos, granjas solares, plantas de biomasa, biogas, minihidráulicas y geotérmicas a escala de gran compañía eléctrica, tan rápidamente como pueden (ver figura sobre renovables).

Incluidas las grandes hidráulicas y las viejas renovables existentes, el *mix* energético de renovables en California podrá aproximarse al 70% en 2030. La generación distribuida, incluidas las PV solares, no cuentan como parte del RPS. Si sumásemos estas fuentes el *share* total de renovables en 2030 sería aun mayor. En la actualidad hay más de 5 GW de PV solares en los tejados de este estado; número que se espera aumente a más del doble en 2030 si la tendencia continúa.

Existen muchos otros programas cuyos objetivos se centran en otros sectores o fuentes de emisiones GHG, incluyendo los ambiciosos programas de eficiencia energética, las normas para el rendimiento energético de utensilios y los exigentes códigos de edificación, todos ellos del estado y diseñados para disminuir el consumo energético, con lo que habrá menor necesidad de generación y menores emisiones de carbono asociadas a esta.

También se está avanzando en medidas adicionales como el adelanto en la intro-

ducción de vehículos eléctricos (EV) y de esquemas solares para tejados. La meta actual está en disponer en 2025 de 1.5 millones de EV en California. La explicación sobre la existencia de un millar de programas coincidentes estriba en la simple realidad de que no hay ninguna medida o esquema únicos que permitan entregar lo suficiente como para cumplir con los objetivos climáticos globales del estado - el 40% de menores emisiones en 2030 que en 1990. Para alcanzar la meta se necesita un planteamiento de "todo lo dicho hasta ahora", e incluso eso no sea probablemente suficiente, especialmente mas allá de 2020 y 2030 respecto al logro de los objetivos de 2050

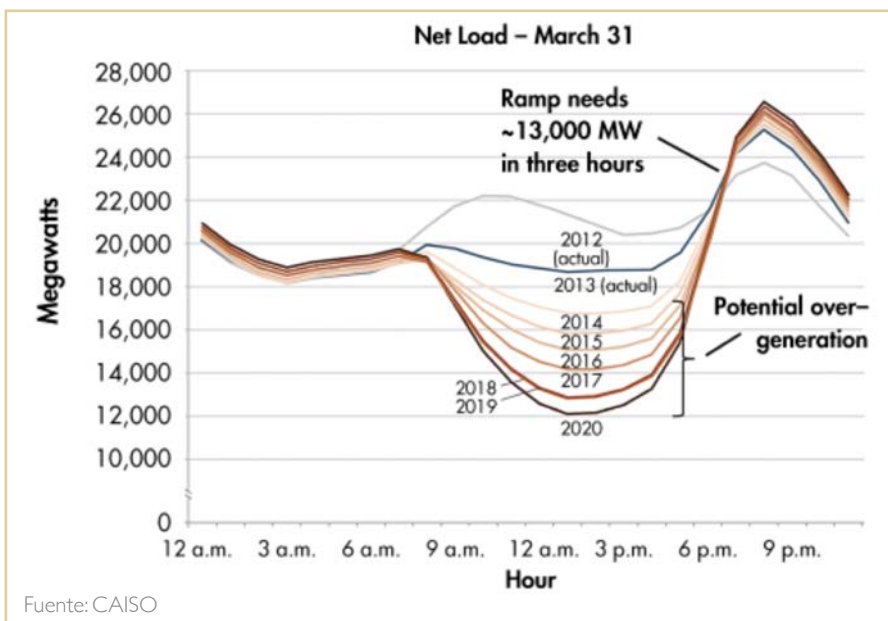
La **California Air Resources Board** (CARB), una agencia estatal responsable de cumplir la legislación sobre objetivos climáticos, está poniendo en práctica un **mecanismo de cap-and-trade** de las emisiones de Carbono para tratar con la escasez residual imposible de evitar mediante los programas obligatorios ya establecidos.

La curva del pato y el exceso de generación en California

El impacto acumulado de los múltiples programas señalados anteriormente - y hay muchos más de los que aquí se han mencionado de forma específica - se está comenzando a sentir a muchos niveles y en muchas industrias. Entre aquellos entes con un impacto más directo por supuesto se encuentra CAISO, que debe confrontar el rápido ascenso de las renovables en su cartera de suministros.

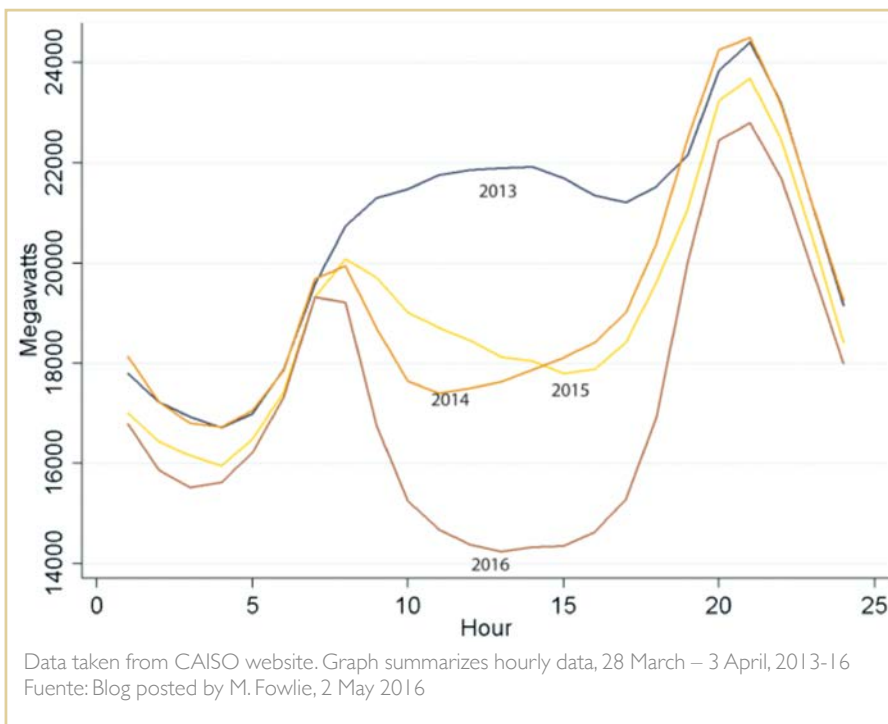
Entre los acuciantes problemas ya evidenciados, tenemos el conocido como el de la **Curva del Pato** y la sobre-generación en **California**, que se describe con más detalle en la siguiente sección.

Figura 4. Carga Neta en el sistema CAISO



Fuente: CAISO

Figura 5. Ha aterrizado el pato



Data taken from CAISO website. Graph summarizes hourly data, 28 March – 3 April, 2013-16
Fuente: Blog posted by M. Fowlie, 2 May 2016

La Curva del Pato ha llegado a California antes de lo esperado³

Lo que se anticipaba para 2020 ya está aquí

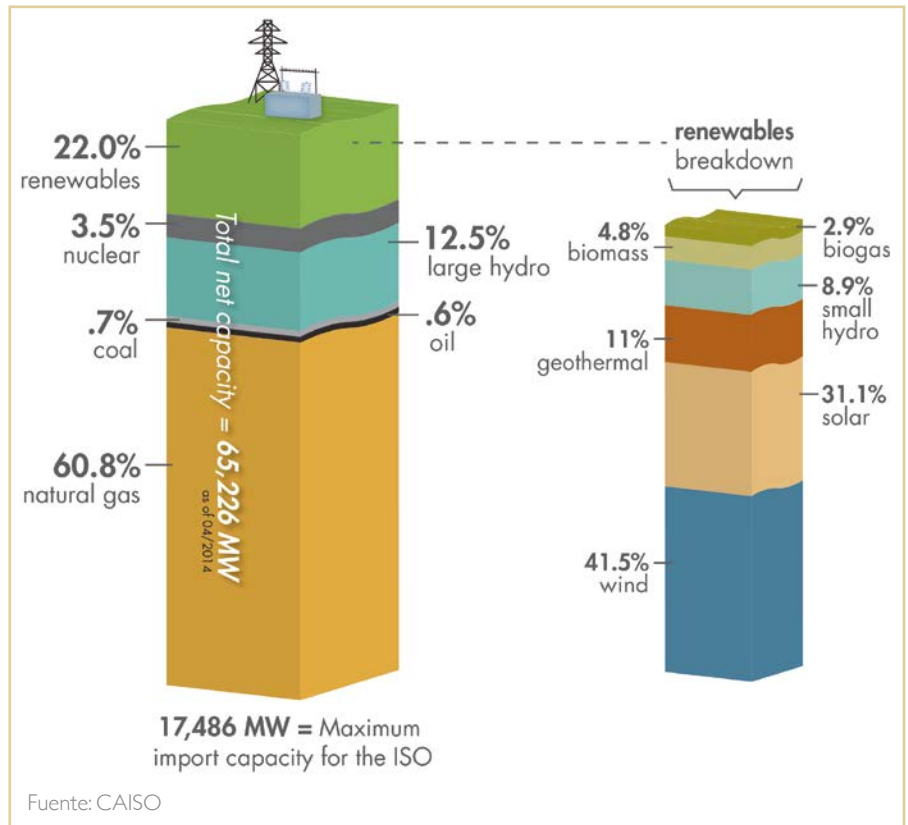
Tan pronto como en 2013, el **Operador del Sistema Independiente de California** (CAISO) predijo que con tanta generación solar nueva como la que se esperaba en 2020, las horas del mediodía en días soleados se inundarían con un aluvión de energía solar que desplazaría a la generación térmica. Al principio CAISO estaba muy preocupado con los días primaverales de sol, en los que la demanda en California tiende a bajar debido a las bajas temperaturas a pesar de que la generación solar puede ser alta.

Al operador de red también le preocupaba la rampa que se requería al final de la tarde para compensar la caída de la generación solar cuando el sol se pone, seguida a continuación por un pico en la demanda, en las primeras horas de la noche. La llamada **Curva del Pato** de California (ver figura 5, página anterior) se ha hecho muy conocida en todo el mundo. Actualmente ya son comunes formas similares en otros países, incluida **Australia**, por ejemplo.

Esto ocurría antes de que los legisladores del Estado aprobasen una ley con el fin de aumentar la **normativa para la cartera de renovables** (RPS) en California, desde el 33% en 2020 hasta el 50% en 2030, firmada enseguida por el Gobernador **Jerry Brown**, quien a pesar de su nombre es tan verde como uno se pueda imaginar.

En conclusión, CAISO fue clave en predecir la profunda barriga del pato, pero infra valoró la velocidad de llegada de la solar en al menos cuatro años. Los datos de marzo

Figura 6. CA: Ya limpia y cada vez más verde



- abril 2016 confirman que el estómago del pato engorda mucho antes de lo que indicaba la estimación inicial.

En un Blog titulado "Ha aterrizado el Pato" colgado el 2 de mayo de 2016, Meredith Fowlie de la Universidad de California en Berkeley, examinaba los datos horarios durante el periodo del 28 marzo al 3 abril de los años 2013 - 2016. Como viene ilustrado en la figura 5, el vientre en 2016 es mucho más pronunciado que en los años anteriores, coincidiendo ya con la proyección de CAISO para 2020.

En su Blog, Fowlie anotaba:

"En la temporada de patos de 2016, observamos cargas netas a mediodía a o cerca de los niveles predichos. La mayor penetración solar a ambos lados del contador (a escala de la eléctrica y de la distribuida), ha estado arrastrando las cargas netas hacia abajo cuando se levanta el sol. Afortunadamente, la rampa entre 5 - 8 pm no ha sido tan inclinada como estaba proyectada porque la demanda de electricidad al caer la noche fue menor que la proyectada. Quizá esto sea debido a mejoras no anticipadas en la eficiencia energética por el lado de la demanda."

³ Este artículo está extraído de California's Duck Has Arrived Earlier than Expected, en EEnergy Informer; Julio 2016

Con el Nuevo RPS del 50% en 2030, la marcha de las renovables en California hacia un nirvana verde se ha acelerado, haciendo al pato todavía más gordo en 2030 - lo que explica por qué CAISO, en colaboración con el regulador: la **Comisión de Compañías de Servicios Públicos de California** (CPUC, *California Public Utilities Commission*) y otros actores, se están embarcando en una ambiciosa agenda para prepararse ante los retos impuestos por la variabilidad de tanta generación de renovables nueva que se añade a la red en un periodo de tiempo relativamente corto.

El *mix* energético actual de CAISO (ver figura 6, página anterior), ya limpio y verde, lo será aún más con el paso del tiempo. El carbón, virtualmente cero e históricamente importado de fuera del estado, prácticamente desaparecerá en su totalidad, mientras que la proporción de renovables continuará aumentando en 2030. La contribución de la energía solar ya supera a la de la eólica y se espera que continúe creciendo.

Al añadir energía solar **detrás del contador o distribuida** - es decir: PV solar en los tejados de las viviendas de clientes, las oficinas públicas, los aparcamientos, colegios, etc. - se le dará un mordisco más a la generación térmica, los ingresos de las eléctricas y la carga neta de CAISO. El crecimiento de esta generación implantada permanece completamente oculto a CAISO, quien cada vez más se ve obligado a adivinar cuál va a ser su **carga neta** - esto es: la cantidad que deberá despachar desde las centrales grandes bajo su control.

En este contexto, entre los retos a los que CAISO se enfrenta está el de qué hacer con el **problema de la carga mínima**. El operador de red ya se está acercando a la zona prohibida - o sea: las horas del mediodía en las que la carga neta se hunde en fuentes a las que

CAISO no puede fácilmente reducir, dar vuelta o rechazar, por una diversidad de razones contractuales, operativas o de otra índole.

Las centrales nucleares, las combinadas de *heat and power* (CHP), las QFs contratadas, geotérmicas, de biomasa y de biogás,

y varias otras fuentes de generación, o no pueden bajar carga o tienen contratos vinculantes que les permiten operar a todo gas incluso si CAISO no necesita su producción.

Se espera que la bajada del medio día pueda hacerse mucho peor aún en 2020,

Figura 7. PV Solar: detrás del contador, y creciendo

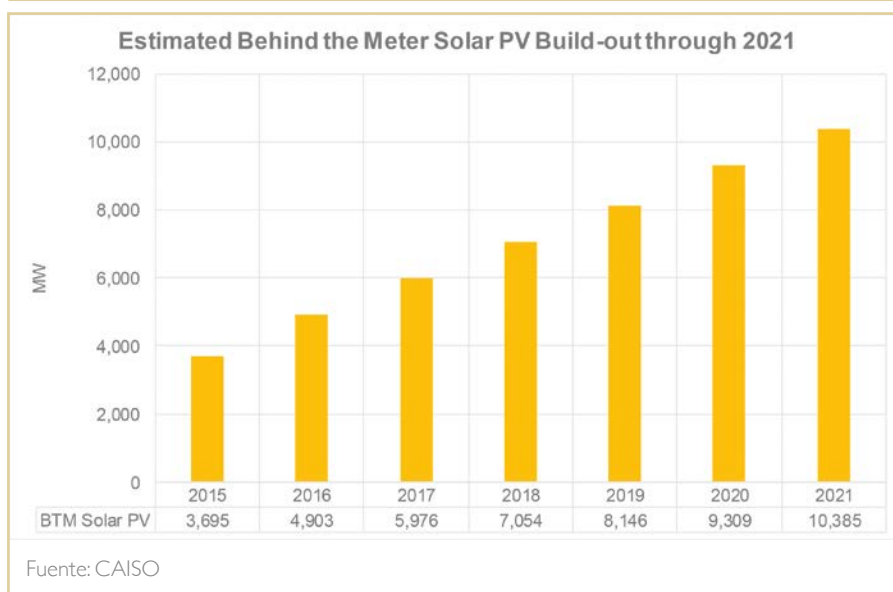


Figura 8. El caso de CA: la bajada del mediodía, seguida de la punta del atardecer

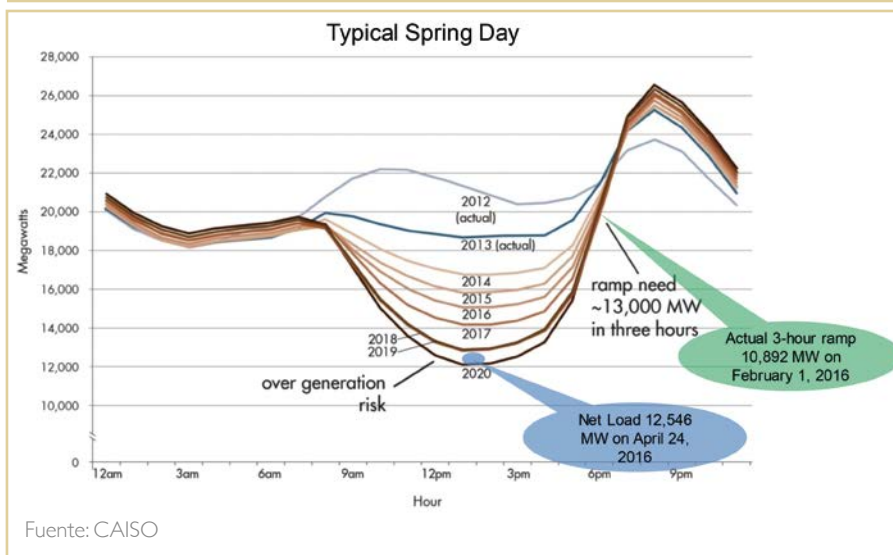
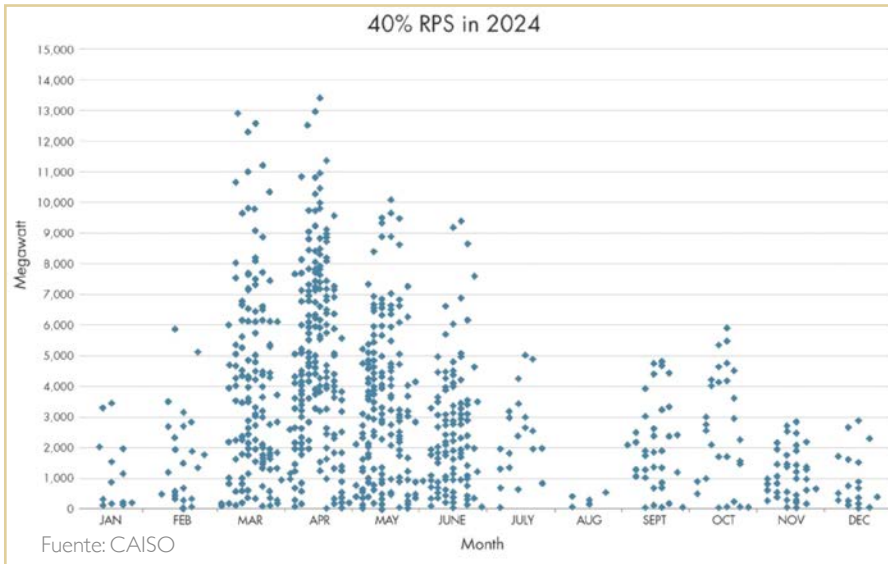


Figura 9. La sobre-generación es peor en las primaveras frías y soleadas, cuando la demanda de refrigeración es baja



a costa quizá de recortar estos tipos de generación.

Y a pesar de todo, la demanda punta sigue teniendo esa forma de pico que posiblemente empeore (ver figura 8). Hace tan poco como en febrero de 2016, CAISO ex-

perimentó una rampa de aproximadamente 11 GW de capacidad durante un periodo de 3 horas, hasta conseguir la demanda punta. El mismo gráfico muestra la carga neta real experimentada el 24 de abril, de unos 12 GW - más o menos en línea con la que se proyectó para 2020.

El otro reto al que se enfrenta CAISO sería cómo evitar recortes de las renovables, verdes y a coste cero, durante momentos en que haya simplemente demasiada oferta y demasiada poca demanda.

En los calurosos meses de verano, cuando la demanda se dispara en California, habitualmente de julio a septiembre, se utilizan virtualmente todas las renovables: solar, eólica, hidráulica, geotérmica, biomasa, biogás, demostrando ser enormemente útiles. Como se ilustra en el gráfico de la derecha, en el mes de agosto, un periodo típicamente de demanda punta, no hay necesidad de recortar ya que suele necesitarse toda la generación renovable, para responder a la carga masiva de aire acondicionado del Estado.

Pero la primavera y los primeros meses del verano, desde marzo hasta junio, pueden llegar a ser difíciles. En un escenario por debajo del 40% de RPS en 2024 - más o menos en línea con lo que costará llegar al 50% de RPS en 2024 de acuerdo con la ley actual - la proyección de CAISO indica cantidades masivas de **exceso de generación** en muchos días. Como se ilustra en esta simulación, algunos días la sobre-generación llega a ser tan alta como 13 - 14 GW.

Esto se explica no solo por el amplio brillo solar en primavera y una demanda pequeña, ya que no hay carga de refrigeración de la que hablar, sino también por la tendencia a un mayor viento y lluvia en los meses de primavera, con un montón de hidráulicas rebosando y con inundaciones en las eólicas, sobre una bonanza de energías renovables ya saturada.

En definitiva, ¿qué está haciendo CAISO para preparar este futuro que se aproxima con tanta rapidez? Hablando en general, se están explorando cuatro estrategias principales:

Figura 10. La respuesta es más almacenamiento

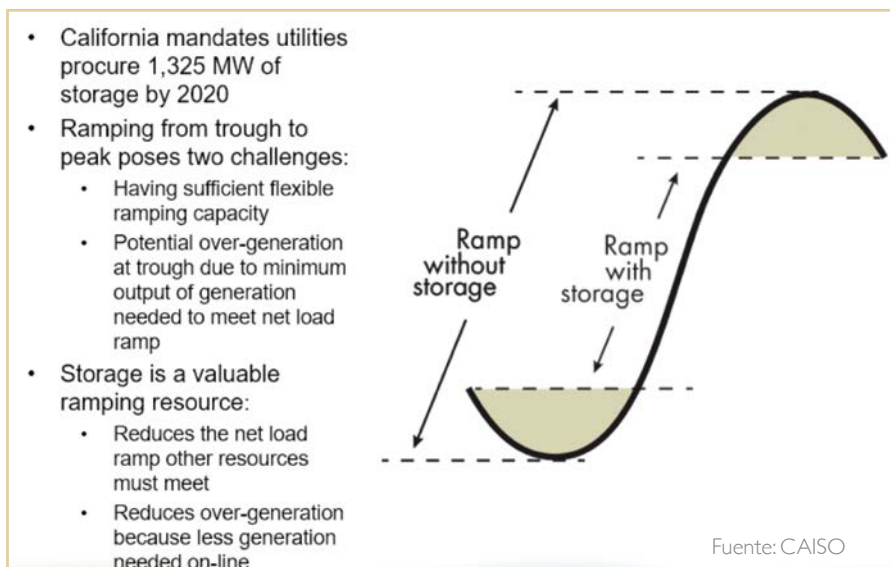
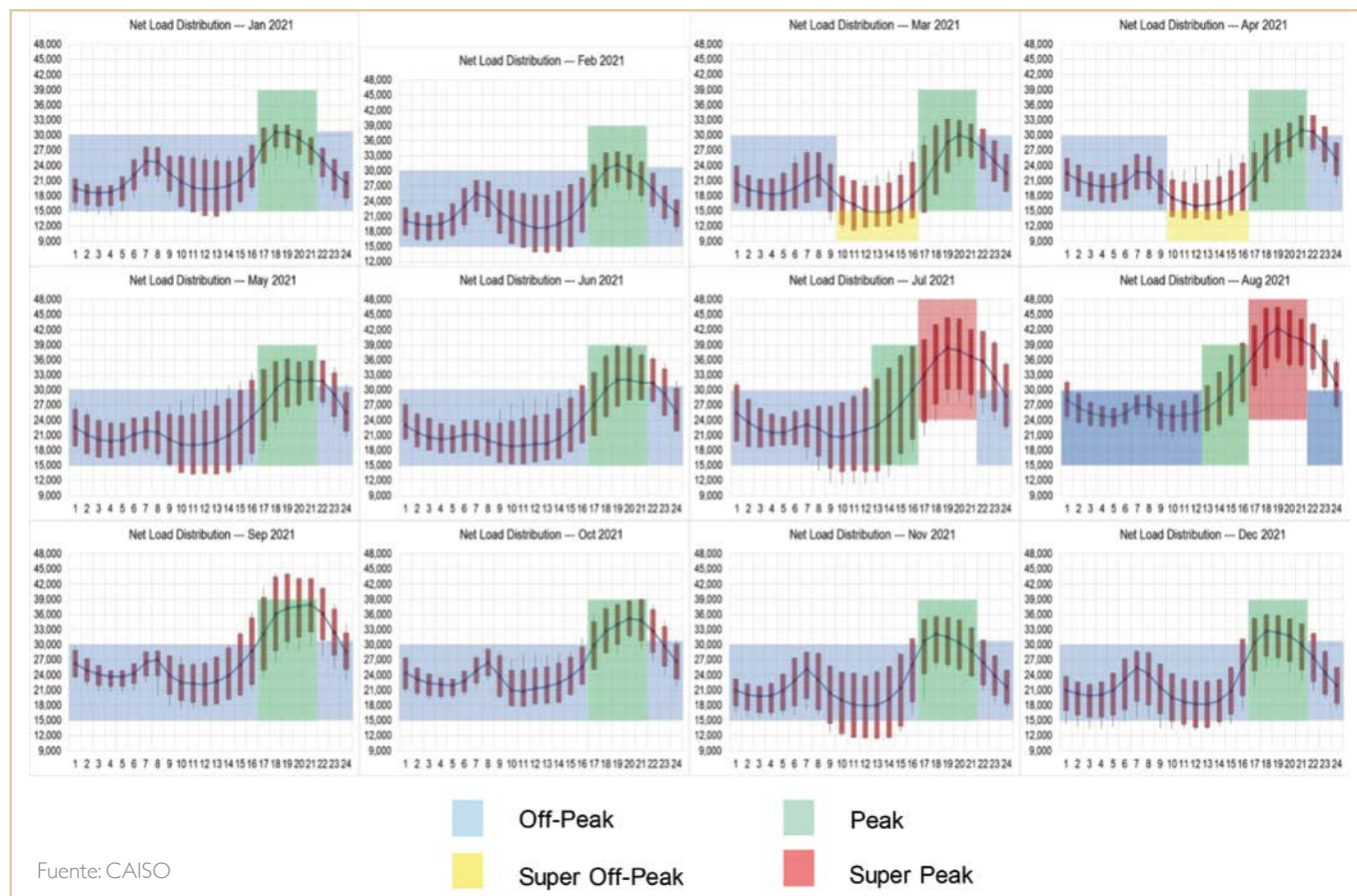


Figura 11. Tarifas que reflejan la escasez o la abundancia de generación



- Hacer una mayor promoción de las **fuentes de generación con flexibilidad para rampas**, de un tipo tal que pueda atender un requerimiento de 13 GW en 3 horas para satisfacer la demanda punta del atardecer.
- Aumentar la confianza en el **almacenamiento** por bombeo existente al tiempo que se expanden otras formas de almacenamiento, tanto a escala de la eléctrica como tras el contador, incluidos los 1.3 GW obligatorios en los que ya se está trabando
- **Expandir la huella de CAISO** - un componente central del **mercado energético desequilibrado** (EIM, *energy imbalance market*) - que permite una mayor confianza en las capacidades de la red regional para exportar/

importar el defecto/exceso de suministro a los estados vecinos, siempre que hacerlo sea factible y económico; y

- Mayor dependencia de las **tarifas al por menor** con ánimo de promover el desplazamiento de la carga y el recorte de la demanda a través de estructuras tarifarias más sofisticadas que incluyan el **tiempo de utilización** (TOU, *time of use*) y el **precio en tiempo real** (RTP, *real time pricing*).

El recorte de las renovables será planteado únicamente como último recurso, si todo lo demás falla.

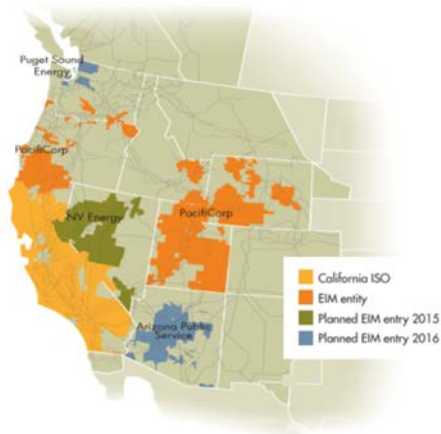
Un gran número de expertos creen que la llegada de almacenamiento a precio razo-

nable, a escala de eléctrica o de distribuida, resolverá el problema. Una gran flota de vehículos eléctricos recargados en momentos apropiados, por ejemplo, sería de gran ayuda. Los sistemas de almacenamiento de agua refrigerada también tendrían sentido. Y sucedería igual con precios que reflejen mejor la escasez o abundancia de generación en las distintas estaciones y momentos del día.

CAISO colabora con CPUC, las compañías eléctricas y otros actores en el diseño de tarifas al por menor, las cuáles serán intensamente necesarias para animar al consumo en ciertos momentos y disuadirlo en otros, como se ilustra en la figura 11.

Figura 12. La expansión de la huella de CAISO ayudaría mucho

- New "Energy Imbalance Market"
 - Allows other balancing areas to participate in ISO real-time market only
 - Diversifies wind and solar variability
- Preliminary plans for PacifiCorp to become full ISO member in 2019
 - Integrate balancing areas
 - Full market participant
 - Day-ahead market
 - Transmission planning, financial transmission rights
 - Increased optimization flexibility in day-ahead timeframe
- Shift in western U.S. renewable integration strategy



Fuente: CAISO

Naturalmente que serán necesarios todos estos esfuerzos, y más. Por ahora se está apostando mucho en el empeño de CAISO en expandir el EIM (ver figura 12).

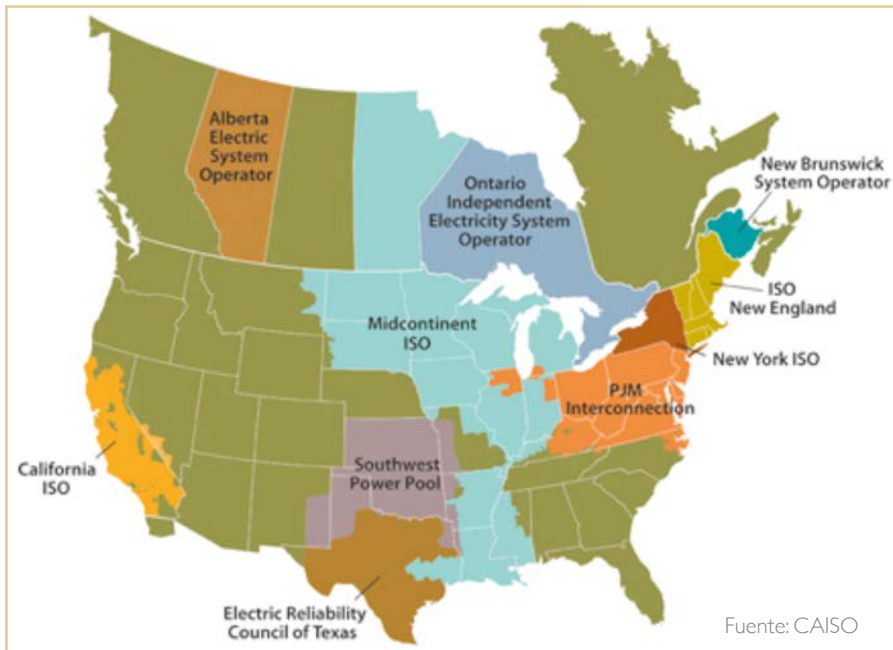
Muchos expertos están convencidos de que la aparición de un mayor mercado regional al por mayor será solo cuestión de tiempo y de necesidad; un mercado que en su caso

pueda cubrir áreas importantes del oeste de los EEUU, posiblemente con un nombre y una estructura organizativa distintos, que sea aceptable para un mayor grupo de actores escépticos de que CAISO esté tan centrado en California. Es una preocupación justa y que necesita ser atendida más pronto que tarde

Eso llevará su tiempo y mucha paciencia y perseverancia. Todos los indicadores sin embargo señalan que los beneficios compensarán con mucho a los costes. Aunque convencer a los distintos actores requerirá un esfuerzo en cuanto a la soberanía de algunos estados y la gobernanza de la nueva organización en su conjunto.

Otros mercados regionales de mayoristas de los EEUU, en particular PJM, MISO y SPP, han crecido sustancialmente a lo largo de los años hasta cubrir grandes áreas de muchos estados de los EEUU, y en el caso de MISO, se han expandido al Canadá (ver mapa superior). No hay razón alguna para que un planteamiento similar en el Oeste no funcione.

Figura 13. Si otros mercados de mayoristas pueden, también podrá CAISO



Fuente: CAISO

El problema de la curva del pato, por supuesto, puede verse como un legado del pasado, cuando CAISO despachaba plantas - con unidades de carga base, media y punta - basándose en el orden de sus méritos para cumplir la demanda variable. Esta podría ser todavía la visión que prevalece entre muchos operadores de mercado que no ha captado el cambiante *mix* energético y el nuevo entorno del negocio.

A la vista de estas nuevas realidades, las redes de operación del futuro, sea en California, Texas, Alemania, Dinamarca o Australia - por nombrar algunas - tienen que cambiar. En este ambiente, la flexibilidad - tanto en el lado del suministro como el de la demanda - será cada vez más necesaria⁴.

⁴ Ver por ejemplo, What does CAISO Crave the Most? Flexibility, EEnergy Informer Agosto 2016

De hecho, algunos argumentan que la visión tradicional de “ajustar el suministro” hasta alcanzar la demanda variable está pasada de moda. En el futuro, la demanda variable y flexible tendrá que perseguir cada vez más a la generación variable nacida de los recursos renovables. Esto parece evidente por sí mismo dado que el *mix* energético de muchas redes cambia desde descansar predominantemente en unidades térmicas de distintos tamaños y flexibilidad a un futuro en el que el grueso de la generación sea suministrado por una variación de fuentes renovables, plantas que no pueden ser despachadas a demanda, sino que deben ser acomodadas a un “si y cuando” estén disponibles.

Ya es una realidad que las *startups* detecten oportunidades de negocio basadas en agregar un consumo y una generación flexibles y ofertarlo de forma rentable a los mercados de mayoristas - se trata de un *win-win-win* en el sentido de que beneficia a los consumidores, a los productores y al operador de red, como explicaremos en la siguiente sección.

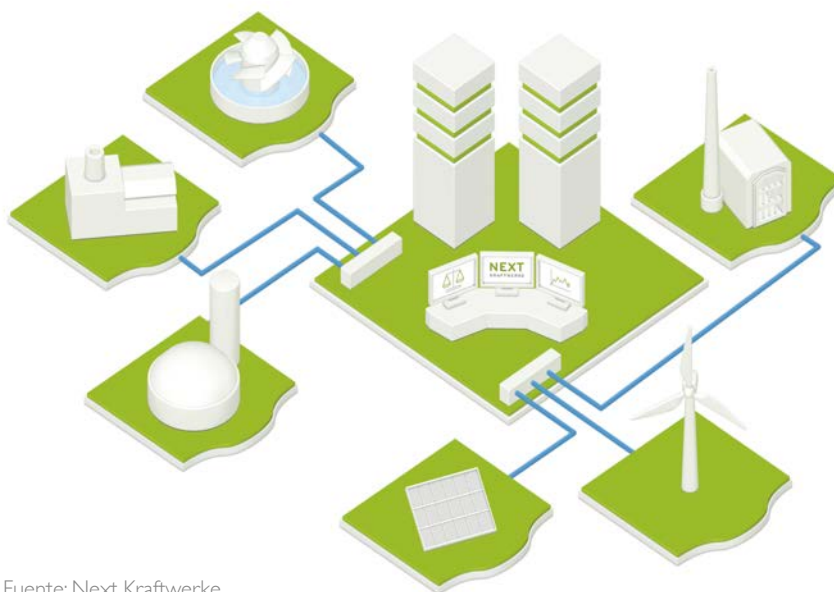
Cuidado con las Plantas Virtuales

Las startups están buscando fórmulas para ganar a las incumbents en su propio juego

Entre las amenazas a las que se enfrentan las compañías eléctricas establecidas están las **eléctricas virtuales o digitales**, las cuales ofrecen servicios similares, pero a más bajo coste y/o con características más deseables. Pero eso no es todo. Están surgiendo *startups* muy inteligentes que ofrecen nuevos productos o servicios no ofrecidos tradicionalmente por las compañías eléctricas ni por nadie. Las nuevas ofertas son una respuesta a las necesidades emergentes del mercado, y están más y más enfocadas en agregar el número creciente de *prosumers* que pueden tener exceso de generación, almacenamiento, cargas

Figura 14. Agregar y despachar recursos flexibles sin ser el dueño de ninguno precios

El gráfico a continuación ilustra como el centro de control de Next Kraftwerke agrega la capacidad de sus generadores y consumidores distribuidos para participar en el mercado al por mayor



Fuente: Next Kraftwerke

flexibles o una combinación de todo ello, y que están dispuestas y son capaces de ser proactivas y de dar un buen precio.

Un ejemplo de esto último es **Next Kraftwerke**, una compañía establecida en Alemania que actualmente agrega la carga y la generación de más de 3.600 productores y consumidores de electricidad distribuida, mientras que optimiza la cartera combinada de éstos con el fin de aprovecharse de los precios dominantes en el mercado al por mayor.

Next Kraftwerke, cuya cartera de generación está cercana al 100% de renovables, es muy audaz agregando recursos flexibles como el biogás, la energía hidráulica, las plantas CHP, la generación distribuida y cargas industriales o comerciales flexibles. Estos recursos/cargas flexibles pueden ser

ajustados para equilibrar las importantes fluctuaciones de la eólica y la solar aguas arriba de la red, cada vez mayores en frecuencia y magnitud, no solo en Alemania (ver el apartado de la página 24)

Durante periodos de viento o de sol, por ejemplo, cuando la potencia eólica o solar inunda la red, Next Kraftwerke puede subir el consumo eléctrico entre sus más de 3.600 miembros para estabilizar la red - o subir la generación cuando hay poco viento y no hace sol. La empresa dice que ya tiene suficiente capacidad de subir o bajar rampas, equivalente a dos grandes centrales de carbón. Eso es lo que este editor llamaría una **central eléctrica virtual** (VPP, virtual power plant), altamente flexible, además.

Como tal **eléctrica virtual**, la empresa no es propietaria de ninguno de los recursos

Next Kraftwerke en pocas palabras

- Ventas: 184 millones de euros (2014)
- Volumen del comercio eléctrico: 9 TWh
- Unidades: 3,672
- Capacidad en red: 2,112 MW
- Empleados: 121
- Países en que opera: Alemania, Austria, Bélgica, Francia, Países Bajos, Polonia
- Reserva de capacidad terciaria precalificada: 785 MW
- Reserva de capacidad secundaria precalificada: 648 MW

Fuente: Next Kraftwerke website

No es una sorpresa que Next Kraftwerke se enfrente a un montón de contra-ataques por parte de las compañías establecidas, que no están muy felices al ver un novato jugando con sus cosas. No es distinto de la resistencia planteada por los conductores de taxi o grandes hoteles cuando Uber o Airbnb empezaron a llevarse sus clientes. Los reguladores también eran escépticos inicialmente, aunque después de que el concepto hubiera demostrado sus méritos con los TSO alemanes, el periodo de precalificación se acortó para cada nuevo mercado de la EU en el que entraron. La empresa está ahora difundiendo su buen modelo de negocio fuera de Alemania (ver el perfil de la empresa, figura 15).

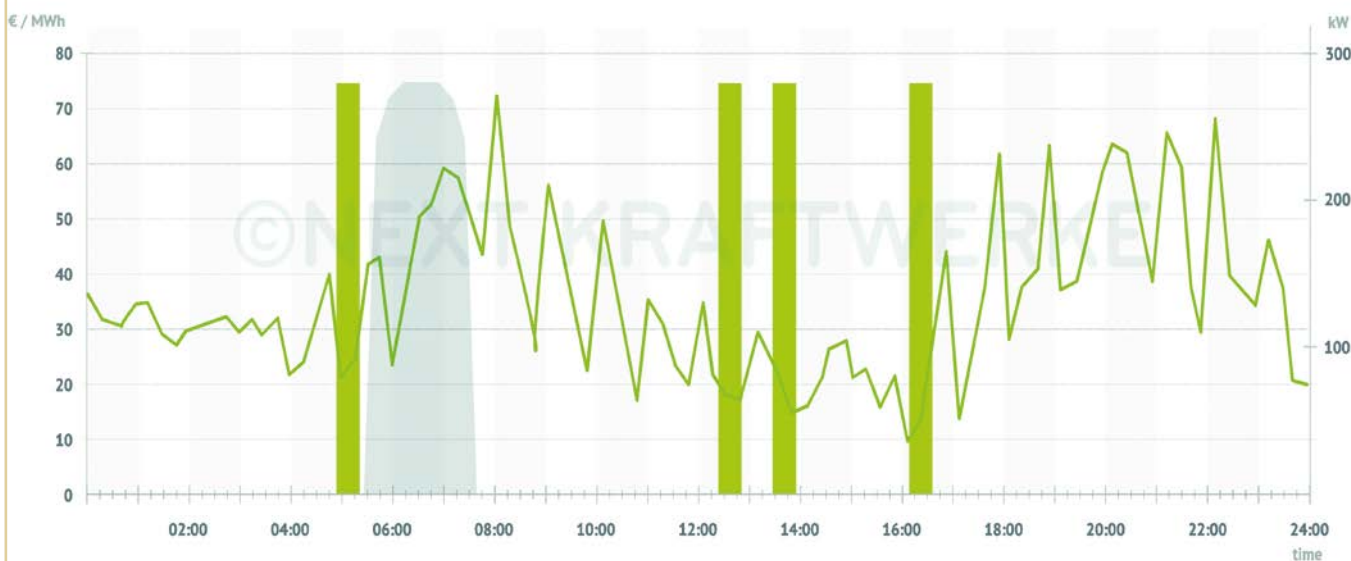
que gestiona - igual que **Uber** no es dueño de ningún coche ni **Airbnb** es dueño de ninguna habitación. Además, no solo vende una mercancía - electricidad - sino que tam-

bién vende servicios - en este caso vende flexibilidad a la red. El modelo de negocio de la empresa es similar a aquellos descritos en el número de julio 2016 de esta publicación.

Figura 15. Gestionando el suministro y la demanda, optimizando los precios

El gráfico muestra como un consumidor con demanda flexible puede responder a las señales de los precios. El ejemplo trata de una bomba cuyo trabajo es mantener un tanque lleno de agua, pero sin rebosar. Cuando la electricidad es más barata puede bombear a intervalos. El sistema de control se asegura de que hay siempre suficiente agua en el tanque pero que este no rebosa. Muchas de las cargas industriales y comerciales pueden ser optimizadas de esta manera.

Demand Side Management with Flexible Electricity Rate



Fuente: Next Kraftwerke

En cualquier caso, guste o no guste, la variabilidad de los recursos renovables, especialmente solar y eólica, ha pasado a ser un reto creciente para la estabilidad y fiabilidad de la red. De tal manera que se necesitarán más y más cargas flexibles, generación flexible y almacenamiento para poder mantener el suministro y la demanda en equilibrio.

En Alemania, las renovables ya proporcionan más del 35% de la generación de electricidad, un porcentaje que crecerá rápidamente hasta 2022 según el país vaya cerrando el resto de sus centrales nucleares. California por ejemplo está avanzando hacia un nuevo objetivo del 50% de renovables en 2030. Con tan altos niveles de variabilidad en la producción de electricidad, las centrales eléctricas para carga base y las tarifas planas de la electricidad en las que el suministro eléctrico cuesta lo mismo en cualquier momento y en cualquier punto de la red, son cosas del pasado, o lo serán pronto.

Cada vez más, es reconocido que el valor de la electricidad, ya sea consumida o generada, no es el mismo en todos los nodos de la red ni en todo momento. Los productores flexibles inyectan electricidad en la red cuando el sol no brilla y el viento no sopla. Los consumidores flexibles por otra parte, toman electricidad de la red cuando el sol y el viento inundan el sistema. Y eso es precisamente lo que empresas como Next Kraftwerke planean proporcionar.

Entre los servicios de mayor valor que Next Kraftwerke ofrece a sus miembros, se encuentran los precios más bajos que hayan sido fijados en cualquier tiempo, lo que les permite tomar electricidad de la red en el momento en que es más barata - lo cual ocurre cuando la electricidad se produce

en abundancia con solar o eólica. Para los miembros con generación descentralizada ocurre lo contrario, concretamente pueden decidir cuándo inyectan su exceso de generación en la red. Es un caso clásico de *win-win-win* para el que agrega, los participantes y el operador de red.

Next Kraftwerke defiende que los consumidores, en promedio, pueden ahorrar hasta un 30% en sus recibos de luz si responden a las señales del precio. Aquellos con generación distribuida pueden ganar incluso más si producen electricidad en tiempos de escasez. En palabras del CEO de Next Kraftwerke, **Hendrik Sämisch**:

“Dado que muchos mercados energéticos del mundo se basarán a largo plazo en eólica y solar, nuestras tarifas eléctricas flexibles y la tecnología que las sustenta pueden llegar a ser elementos clave en los mercados energéticos del futuro.”

El modelo de negocio de Next Kraftwerke es clarísimo. La empresa vigila los mercados al por mayor en tiempo real y envía señales a sus miembros mediante comunicaciones **machine-to-machine** (M2M), pidiéndoles que asciendan o descendan la rampa dependiendo de las condiciones del suministro y de la demanda. Se trata de una forma muy eficaz y altamente automatizada de **responder a la demanda** para estabilizar la red.

Puede parecer complicado, pero no es ciencia espacial. La gran pregunta es: ¿por qué no hay más empresas haciendo lo mismo?

Se pueden encontrar más detalles en la página web de la empresa <https://www.nextkraftwerke.com/>

Los retos del futuro

No obstante, los futuros retos a los que se enfrentará el sector de la energía eléctrica, bien sea en California o en Alemania, van más allá de avanzar hacia combustibles de bajo carbono, una generación con renovables más variable y una demanda más flexible. Existen indicaciones de que hay un montón de retos nuevos y más graves en el proceso que afecta a los fundamentos del **modelo de negocio tradicional de una eléctrica**.

Muchos de estos retos pueden encontrarse en dos volúmenes editados por el autor, **Distributed generation⁵** (2014) y **Future of utilities: Utilities of the future⁶** (2016).

Más recientemente, la especulación se enfoca en las nuevas empresas y su capacidad para perturbar con éxito el modelo de negocio tradicional de las compañías establecidas, tal como se describe a continuación.

Quién cambiará el modelo de las compañías tradicionales

La especulación está servida sobre quién, cómo y cuándo

Durante algún tiempo se ha especulado sobre si las nuevas empresas perturban el modelo de negocio de una eléctrica. La perturbación está servida y es lucrativa. En general, las eléctricas establecidas no caen muy bien a sus clientes. Hay mucha capacidad no utilizada o infrautilizada en la infraestructura y en la red que puede ser explotada. Para empezar, las nuevas tecnologías prometen un incremento del número de clientes semi-autónomos basándose en la confianza en la red.

⁵ Distributed generation and its implications for the utility industry, F. Sioshansi (Ed.), Academic Press, 2014

⁶ Future of utilities, Utilities of the future: How technological innovations in distributed energy resources will reshape the electric power sector, F. Sioshansi (Ed.), Academic Press, 2016

Figura 16. ¿Te parece esto una perturbación?



Fuente: TimoLeukefeld de Christoph Burger, ESTM Berlin

Definitivamente, ¿qué forma tomará la perturbación? ¿quiénes serán los perturbadores? y ¿cuándo comenzará a producirse?

Una posibilidad es que los clientes - individualmente o agregados - empiecen a transaccionar entre ellos mismos de mil posibles formas, siempre facilitadas por plataformas abiertas que traen los compradores, los vendedores y los **agregadores** conjuntamente.

Por ejemplo, dos vecinos cuyos perfiles de carga no son correlativos podrían mejorar su situación si agregasen su consumo combinado como si fueran un solo cliente. Otro ejemplo es el de un cliente que dispone de una amplia generación solar y ofrece parte de su exceso de energía a un apartamento vivienda verde que no permite colocar paneles solares en su tejado.

Como ya se ha informado antes en esta publicación, ya han aparecido un número

de tales plataformas de transacción de **peer-to-peer** (P2P). Lo que todavía no se ha comprobado es si tienen buen sentido económico para las partes que las negocian, incluso aunque no tengan o tengan muy poco sentido comercial para las distribuidoras eléctricas establecidas que les dan el servicio. Puede encontrarse un ejemplo en el apartado de la página 15.

Aunque los conceptos de transacción P2P y de **energía transactiva** están en su infancia, se especula si tales esquemas pueden entrar en uso una vez que alguien resuelva como monetarizar los beneficios y - esto es crucial - consiga bordear los **obstáculos regulatorios** que convierten en ilegal que los clientes negocien uno con otro. En la mayoría de los sitios los clientes solo pueden comprar electricidad del distribuidor franquiciado en régimen de monopolio.

Un segundo asunto, fundamental - que frecuentemente queda sin responder por las

nuevas *startups* - es quién debe pagar por el cuidado de la red de distribución, ahora que empiezan a proliferar nuevos productos, servicios y modelos de negocio. Casi todas las *startups* erosionan probablemente los ingresos de las compañías de distribución tradicionales, típicamente ligadas a las ventas volumétricas de kWh.

Como se describe en los siguientes tres artículos, más allá de la comercialización P2P - que puede causar bastante perturbación dependiendo de quién comercie con quién - un número de firmas establecidas con alta reputación de marca parecen estar a punto de adentrarse en el espacio de las compañías eléctricas tradicionales.

Un ejemplo de perturbación puede ser la reciente entrada de Tesla en el espacio de las empresas eléctricas, de almacenamiento y de movilidad, descrita con más detalle en la sección siguiente.

¿Cuál es el futuro de las eléctricas tradicionales?

Como queda ilustrado en la discusión anterior, el tiempo NO ESTÁ definitivamente del lado de las eléctricas establecidas, especialmente en mercados en los que éstas están ya enfrentándose a retos en múltiples frentes, incluidas California y Alemania.

Esto indujo a algunas eléctricas a tomar rápidamente acciones para salir de su rol tradicional, aunque fuera incluso en pasos limitados y tímidos, como los de un niño. Un ejemplo es la reciente decisión de las dos mayores eléctricas de Alemania de segregar su negocio tradicional de generación centralizada, con pesados activos, de su futuro negocio centrado en la información y enfocado a los clientes. Queda por ver cuál será el éxito de estos modelos.

Qué piensa hacer Musk con SolarCity?

La propuesta de fusión entre Tesla y SolarCity fue anunciada en un blog ni más ni menos que por el fundador y CEO **Elon Musk**, quien dijo que ya era momento de “terminar el cuadro” y convertirse en “la primera empresa del mundo integrada verticalmente especializada en productos puerta a puerta para el cliente” añadiendo,

“Esto puede empezar por el coche que conduces y la energía que utilizas para recargarlo, y se extiende a como se energiza cualquier otra cosa en tu casa o trabajo.”

“Con tu **Model S**, **Model X**, o **Model 3**, tu sistema de paneles solares, y tu Powerwall todo en uno, podrías utilizar y consumir energía de la manera más eficiente y sostenible posible, rebajando tus costes y minimizando tu dependencia de los combustibles fósiles y de la red.”

En un encuentro de seguimiento con periodistas y analistas, Musk describió el acuerdo como “de pan comido”, enfatizando que éste tenía sentido para clientes capaces de entrar en una tienda Tesla y “con unos pocos clicks” comprar un EV, un sistema solar o un sistema de almacenamiento de energía.

“En vez de hacer tres viajes a una casa para montar un cargador de vehículos, con sus paneles solares y un juego de baterías, puedes integrar todo en una sola visita,” dijo Musk a los reporteros, “Es algo muy obvio.”

Aparte de los beneficios obvios para los consumidores, hay grandes ventajas para las dos empresas que puedan integrar sus ofertas. Si la propuesta de Musk es aprobada, los productos de SolarCity se venderán en las mismas tiendas de Tesla y por los mismos dependientes.

Tal como lo ve Musk:

“Tu entrarás en una tienda Tesla y dirás: ‘Me gustaría disponer de una gran solución solar con batería y de un coche eléctrico’, y en 5 minutos habrás terminado”, añadiendo: “Es completamente indoloro, sin costuras, fácil y eso es lo que el cliente desea.”

La integración de sus ofertas permitiría a la empresa combinada recortar los costes de adquisición del cliente al tiempo que aumentar las ventas por pie cuadrado en las tiendas Tesla. También rebajaría las visitas a las casas de los clientes para cada producto.



Fuente: The Wall Street Journal 2 May 2015

Otro ejemplo consiste en enfocarse en los **servicios energéticos** o la **energía como servicio**, más que como una mercancía - la estrategia seguida por **Edison Energy**, una filial no regulada de Edison International, la matriz de Southern California Edison Company⁷. Este modelo de negocio se basa en el hecho de que los consumidores usan energía solo porque necesitan ciertos servicios como luz, refrigeración, calefacción, ventilación y potencia para motores. Las em-

presas como Edison Energy están tratando de ofrecer soluciones energéticas integradas que no solo minimicen los costes de la energía, sino que reduzcan también su huella de carbono y mantengan su rentabilidad y competitividad comparadas con sus iguales.

Otro ejemplo muestra la decisión de una eléctrica de California para experimentar con nuevos modelos de negocio⁸. Falta ver si estos esfuerzos tendrán éxito. Los escé-

pticos piensan que semejantes esfuerzos puedan acabar siendo demasiado poco y demasiado tarde.

En este contexto, no solo están enfrentándose a un reto las eléctricas establecidas, también los reguladores, que pasan por el mal momento de aguantar el rápido ritmo del cambio, la innovación tecnológica y la perturbación causada. En este frente, los reguladores de California no están solos. ■

⁷ What's new? Energy as a service, p. 9, EEnergy Informer; Mayo 2016

⁸ If You Can't Beat them, Join them – In a Hurry, EEnergy Informer; Agosto 2016